

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ralph Lenkert, Dr. Gesine Löttsch, Klaus Ernst, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE.
– Drucksache 20/8445 –**

Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung und Anpassung des Strommarktdesigns

Vorbemerkung der Fragesteller

Zur Stabilisierung der Netzentgelte hat die Bundesregierung im Rahmen der Energiepreisbremsen Mehrkosten für Redispatchmaßnahmen in Milliardenhöhe übernommen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen laut Bundesnetzagentur im Gesamtjahr 2022 bei rund 4,2 Mrd. Euro und somit weit über dem Vorjahresniveau (Gesamtjahr 2021: 2,3 Mrd. Euro) (www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html, hier insbesondere www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3). Nach Meinung von Expertinnen und Experten könnten sich die Kosten für das erste Halbjahr 2023 nochmals deutlich erhöhen, denn immer mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen abgeregelt werden. Auch Offshore-Windparks im Norden Deutschlands sind aufgrund von Netzengpässen zunehmend davon betroffen.

Als Überschussregionen werden im Folgenden diejenigen Landesteile bezeichnet, in denen es heute bei bestimmten Wettersituationen zu Liefereinschränkungen für Wind- oder Solarenergie kommt, weil in diesen Regionen nach den Anmeldungen der Stromhändler zum einen weniger Strom verbraucht wird und zum anderen der erzeugte Strom aufgrund von Netzengpässen nicht abtransportiert werden kann.

Nach Ansicht der Fragesteller gibt es zwei plausible Einflussfaktoren, wonach die durchschnittlichen Marktpreise für Strom bei einer Trennung des deutschen Strommarktes in mehrere Gebotszonen niedriger wären: a) Derzeit bilden sich die gesamten Marktpreise nach den Erzeugungskosten in fossilen Kraftwerken. Künftig wäre das in StromÜberschussregionen nicht mehr der Fall, in den übrigen Regionen hingegen wären nur geringe Preisänderungen zu erwarten; b) Das effektiv erhöhte Angebot mit weniger Abschaltungen wirkt preissenkend. Dabei sind auch Kraftwerke zu berücksichtigen, die derzeit vom regulären Markt ferngehalten werden (müssen), weil sie genutzt werden, um den sogenannten Redispatch, den Ausgleich der v. a. in Süddeutschland fehlenden Energiemengen, zu gewährleisten. Dies würde bei geteilten Märkten weniger benötigt werden.

1. Welche aktuellen Zahlen der netzbedingten Liefereinschränkungen liegen der Bundesregierung für das Jahr 2023 vor (bitte nach Technologien wie Wind an Land, Wind auf See und Solar und nach Möglichkeit nach Bundesländern differenzieren), wie groß sind diese im Verhältnis zur Erzeugung?

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Reduzierungen der Stromerzeugung in Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Rahmen des Netzengpassmanagement für das erste Quartal 2023 für die entsprechenden Energieträger der Übertragungsnetz- sowie Verteilernetzbetreiber. Zusätzlich sind die Erzeugungsmengen für das erste Quartal 2023 dargestellt sowie der Anteil der Abregelungen an der erzeugten Menge je Energieträger.

Bundesland	Reduzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen von Redispatch (in Megawattstunden)						
	Wind Off-shore	Wind Onshore	Photo voltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige Erneuerbare	Gesamtergebnis
Baden-Württemberg		362	48	20		-	430
Bayern		6.148	32.250	0		-	38.398
Brandenburg		258.444	15.472	125	2	-	274.043
Hessen		6.985	315	70	3	-	7.373
Mecklenburg-Vorpommern	87.276	47.047	4.944	3		13	139.283
Niedersachsen	1.378.811	349.221	9.603	25.422	62	1	1.763.121
Nordrhein-Westfalen	-	67.830	880	44	-	-	68.755
Rheinland-Pfalz		1.980	72	23		-	2.075
Sachsen		5.528	4.884	176	131	-	10.720
Sachsen-Anhalt		211.362	11.204	652	116	156	223.490
Schleswig-Holstein	697.935	258.120	53.105	12.464		4	1.021.628
Thüringen		21.593	4.755	168	65	-	26.580
Gesamtergebnis	2.164.022	1.234.621	137.531	39.169	378	174	3.575.895
Erzeugung (in Megawattstunden)	6.804.208	36.986.297	6.964.002	10.228.186	2.750.399	350.875	64.083.966
Anteil der Reduzierung an Erzeugung (in Prozent)	24,13	3,23	1,94	0,38	0,01	0,05	5,29

2. Hält die Bundesregierung die in der Vorbemerkung der Fragesteller formulierten Ausführungen zur Abregelung von Offshore-Windparks aufgrund von Netzengpässen für plausibel?

Zutreffend ist, dass wegen der Netzengpässe auch Offshore-Windenergie von Abregelungen betroffen sind. Wie jede Abregelung anderer Erneuerbare-Energien-Strom-Erzeugung ist diese nach dem geltenden Einspeisevorrang und den Grundsätzen des Redispatch 2.0 auf ein Minimum zu beschränken. Zur Reduzierung der Abregelung ist ein zügiger Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze notwendig

3. Liegen der Bundesregierung Angaben zum Umfang der Abregelungen mit Ursache im Übertragungsnetz ab 220 kV und/oder im Verteilnetz bis 115 kV vor, und wenn ja, wie lauten diese?

Rund 70 Prozent (5 682 Gigawattstunden) der Abregelungen von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im gesamten Jahr 2022 erfolgten aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz. Die restlichen rund 30 Prozent (2 389 Gigawattstunden) der Abregelungen sind in den Verteilernetzen verursacht worden.

4. Liegen der Bundesregierung Zahlen zum Umfang der Stromerzeugung aus konventionellen Quellen und Biomasse für Zeiten von erhöhtem Einspeisemanagement und hoher Ausfallarbeit erneuerbarer Energien in den Überschussregionen vor, und wenn ja, wie sind die konkreten Zahlen zur Einspeisung bzw. Ausfallarbeit aufgeschlüsselt nach Erzeugungsarten?

Die Stromerzeugungsmengen aus konventionellen Quellen und Biomasse liegen der Bundesregierung nicht in einer auf die Überschussregionen begrenzten, bundeslandscharfen Auflösung vor.

5. Wie erklärt es sich nach Kenntnis der Bundesregierung, dass beim Energieträger Wind (offshore) im vierten Quartal 2022 etwa dreifach so große Absenkungsmengen wie bei Wind (onshore) zu verzeichnen waren, obwohl letztere eine weitaus höhere installierte Leistung gerade auch in den Küstenregionen aufweist (vgl. Quartals-Bericht Netzengpassmanagement Viertes Quartal 2022, S. 15)?

Da die negativen Redispatch-Potentiale aller Erneuerbare-Energien-Anlagen gemäß § 13 Absatz 1 Satz 2 in Verbindung mit Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nach demselben kalkulatorischen Preis anzusetzen sind, kommt es für die Auswahl zwischen verschiedenen Erneuerbare-Energien-Anlagen allein auf ihre engpassentlastende Wirksamkeit an. Es handelt sich dabei um eine verbindliche gesetzliche Vorgabe, die eine Differenzierung anhand unterschiedlicher Technologien oder Förderhöhen nach Erneuerbare-Energien-Gesetz bewusst unterbindet.

6. Deuten die niedrigen Absenkungsmengen bei der Solarenergie darauf hin, dass große Solarparks nahezu überall in Deutschland weitgehend netzverträglich angebunden werden können, soweit eine Anbindung an Übertragungsnetz und entsprechende Standortwahl erfolgt?

Nein. Dieser Rückschluss kann nicht gezogen werden.

7. Nach welchen Gesichtspunkten erfolgt eine Verteilung der Minderungsanforderungen innerhalb der Erneuerbare-Energien-Träger, soweit Anlagen infolge ihrer Größe dem Redispatch unterliegen?
8. Wird bei vergleichbaren Situationen eine gleichmäßige Einschränkung der Anlagen unterschiedlicher Erneuerbare-Energien-Träger in derselben Region angestrebt?

Die Fragen 7 und 8 werden gemeinsam beantwortet.

Bei der Netzbetriebsführung gilt die Prämisse, so viel Erneuerbare-Energien-Strom wie möglich im Stromnetz aufzunehmen und zu den Verbrauchern zu transportieren. Daher werden im Rahmen des Redispatch vorrangig konventio-

nelle Anlagen abgeregelt. Wenn diese Abregelungen nicht genügen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, werden vorrangig diejenigen Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt, die gut auf die Engpässe wirken.

Eine gleichmäßige Einschränkung der Erneuerbare-Energien-Erzeugung bei unterschiedlicher Wirkung auf die Netzengpässe würde dazu führen, dass insgesamt mehr Erneuerbare-Energien-Strom abgeregelt und im Gegenzug auch mehr konventionelle Stromerzeugung im Wege des positiven Redispatch stattfinden müsste. Das würde nicht nur unnötigerweise den CO₂-Ausstoß erhöhen, sondern Zusatzkosten für die Stromverbraucher und einen Mehrverbrauch von Gas und Kohle bedeuten.

Haben Erneuerbare-Energien-Anlagen in einer Region die gleiche Wirkung auf die Netzengpässe, steht es den Netzbetreibern frei, eine gleichmäßige Leistungsreduktion dieser Anlagen anzuweisen. Dabei kann es in der Praxis der Netzbetreiber dazu kommen, dass die Leistungsreduktionen nicht gleichverteilt über alle technisch geeigneten Anlagen stattfindet.

9. Ist der Bundesregierung bekannt, dass die Leitung Dörpen (Dörpen – Niederlangen – Meppen – Hanekenfähr) gemäß des o. g. Berichts (S. 12) für 16 021 Stunden im Gesamtjahr 2022 als überlastetes Netzelement angegeben wurde, obgleich die gesamte Dauer des Jahres lediglich 8 760 Stunden betrug?

Wenn ja, wie ist dieser Umstand zu erklären?

Im angeführten Quartalsbericht zum Netzengpassmanagement werden Netzgebiete aufgelistet, die nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber überlastet waren. Dabei können die einzelnen Netzgebiete mehrere Leitungen beinhalten, die parallel betroffen sind. Auch kann eine Leitung mehrere Stränge haben, die jeweils einzeln als Überlastung erfasst werden. Demzufolge kann die Anzahl der Stunden mit Überlastung auch den Wert von 8 760 übersteigen.

10. Kann die Bundesregierung bestätigen, dass in der o. g. Region sowohl nördlich als auch südlich dieser Leitung fast im gesamten Jahr 2022 Redispatchmaßnahmen stattfanden, infolge derer Kraftwerke eine Entschädigung erhalten haben?

Eine Aufteilung der Volumina und Kosten auf einzelne Leitungen oder Leistungsabschnitte ist mit den der Bundesregierung vorliegenden Daten nicht möglich.

11. In wie vielen Stunden des Jahres 2022 gab es in Deutschland entweder
 - a) gar keine Netzengpassmanagementmaßnahmen oder

In 160 Stunden des Jahres 2022 wurden keine Eingriffe in die Stromerzeugung im Rahmen des Netzengpassmanagement durchgeführt.

- b) ausschließlich Netzengpassmanagementmaßnahmen, die durch die Leitung Dörpen – Hanekenfähr verursacht wurden?

Eine Aufteilung der Volumina und Kosten auf einzelne Leitungen oder Leistungsabschnitte ist mit den der Bundesregierung vorliegenden Daten nicht möglich. Netzengpassmanagementmaßnahmen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber im Regelfall so gewählt, dass sie möglichst mehrere Netz-

engpässe gleichzeitig entlasten. Insofern ist eine eindeutige Zuordnung von Re-dispatcheingriffen zu einzelnen Leitungen oder Leitungsabschnitten auch konzeptionell nicht möglich.

12. Wie hoch schätzt die Bundesregierung die Kosten für etwaige Netzengpassmanagementmaßnahmen, die allein durch den Engpass an der benannten Leitung entstanden sind?

Siehe die Antwort zu Frage 10.

13. War es nach Kenntnis der Bundesregierung aus heutiger Sicht ein Fehler, Anbindungen von Offshore-Windparks an das Stromnetz nördlich der Leitung Dörpen vorzunehmen, statt die Kabel von den Offshore-Konvertern mindestens bis zum südlichen Ende bei Hanekenfähr/Lingen zu führen?

Wer hat diese Entscheidung hauptverantwortlich getroffen?

Die Netzanbindung von Offshore-Windparks muss mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes bestmöglich synchronisiert werden. Beides vollzieht sich über längere Zeiträume, sodass bei Planungsbeginn Annahmen über die Zukunft getroffen werden müssen.

Das ursprüngliche Konzept im Netzentwicklungsplan (2012) bzw. Offshore-Netzentwicklungsplan (2013), Offshore-Windparks möglichst küstennah statt tief im Landesinneren an das Übertragungsnetz anzubinden, beruhte auf dem Gedanken, dort im Wege des landseitigen Übertragungsnetzausbaus zugleich die Erzeugung aus Onshore-Windparks gebündelt abführen zu können. Dieses Konzept war netztechnisch valide, wurde von der Bundesnetzagentur bestätigt und vom Gesetzgeber im Bundesbedarfsplangesetz implizit anerkannt.

Sollte sich die Frage auf die Anbindungen Dolwin 1 bis 3 nach Dörpen/West beschränken, ist darauf hinzuweisen, dass die entsprechenden Planungen noch aus der Zeit vor der gesetzlichen Implementierung des Netzentwicklungsplans (2012) bzw. Offshore-Netzentwicklungsplans (2013) als übergeordnete Planungsinstrumente stammen. Die Festlegung der Anbindungspunkte erfolgte vor dem Offshore-Netzentwicklungsplan (2013) aufgrund der Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber (siehe die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2012, S. 352, vom 25. Dezember 2012). Bei der Prüfung bzw. Entscheidung, welcher landseitige Netzverknüpfungspunkt für diese Anbindungen gewählt wird, waren Stellen des Bundes nicht beteiligt. Im ersten Offshore-Netzentwicklungsplan (2013) wurden die Anbindungen Dolwin 1 bis 3 bereits zum Startnetz gezählt (siehe die Genehmigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013, S. 36 ff. vom 19. Dezember 2013).

14. Was unternimmt die Bundesregierung, um den benannten Engpass kurzfristig aufzulösen?

Es ist wenig sinnvoll, Netzengpass- bzw. Überlastungssituationen nur isoliert in Bezug auf eine einzelne Leitung zu betrachten. Maßnahmen, die eine einzelne Leitung entlasten, können zugleich an anderer Stelle weitere Überlastungen auslösen. Grundsätzlich ist das wirksamste Mittel gegen Engpässe im Übertragungsnetz der bedarfsgerechte Netzausbau, wie er im Netzentwicklungsplan ermittelt, im Bundesbedarfsplangesetz beschlossen und anschließend unter Ausnutzung von Beschleunigungspotenzialen umgesetzt wird.

Um den Netzausbau zu beschleunigen, wurden in dieser Legislaturperiode bereits eine Reihe von Maßnahmen auf den Weg gebracht – im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets (sogenanntes Osterpaket), mit dem Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften (sogenanntes EnSiG 3.0) und mit der Novelle des Raumordnungsgesetzes, die u. a. die EU-Notfall-Verordnung umsetzt. In der Task Force „Netze“ der Bundesregierung wurden weitere Maßnahmen identifiziert, die der Beschleunigung des Netzausbaus dienen können. Weitere Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus sind mit der sich zurzeit im parlamentarischen Verfahren befindlichen EnWG-Novelle geplant. Zudem stehen das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich in einem engen Dialog, um Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus zu eruiieren sowie den Prüfumfang und die Prüftiefe in den Genehmigungsverfahren unter Wahrung der gesetzlichen Vorgaben zu reduzieren und dadurch die Verfahrensdauern zu verkürzen. Darüber hinaus wurden insbesondere auch kurzfristig greifende Maßnahmen im Bereich der Höherauslastung der Stromnetze gesetzlich deutlich vereinfacht bzw. befinden sich im Gesetzgebungsverfahren. Die Gesetzesänderungen betreffen insbesondere das Freileitungsmonitoring, die Umbeseilung von Bestandstrassen und den Bau von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen für die dauerhafte Höherauslastung. Damit ist der Spielraum der Übertragungsnetzbetreiber deutlich größer, um auf Netzengpässe zu reagieren. Dabei verfolgen die Übertragungsnetzbetreiber ein Gesamtkonzept entsprechend des im EnWG verankerten NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau).

15. Wie erklärt die Bundesregierung, dass gemäß dem o. g. Gesamtjahresbericht 2022 vergleichsweise hohe Kosten für Redispatchmaßnahmen der Regelzone Amprion zugeordnet werden (S. 11), obwohl im Vergleich nur wenig überlastete Netzelemente in dieser Regelzone liegen (S. 12)?

Die Unterschiede zwischen den Regelzonen ergeben sich daraus, dass die Leitungsabschnitte Dörpen-Hanekenfähr sowie die Leitungen Meitingen-Oberbachern und Großkrotzenburg-Dettingen/Urberach sogenannte Kuppelleitung zwischen den Regelzonen von Tennet und Amprion sind. Diese drei Leitungsabschnitte gehören zu den am häufigsten überlasteten Leitungen in Deutschland im Jahr 2022 (Platz 1, Platz 3, Platz 5). Bei diesen Kuppelleitungen werden die Kosten auf die beiden Übertragungsnetzbetreiber verteilt.

16. Wie erfolgt die Kostenzuordnung bei überlasteten Netzelementen bzw. Hochspannungsleitungen, die die Regelzonen zweier Übertragungsnetzbetreiber verbinden?

Bei Kuppelleitungen werden die Kosten auf die beiden betroffenen Übertragungsnetzbetreiber verteilt.

17. Liegen der Bundesregierung Berechnungen bzw. Schätzungen darüber vor, wie hoch die Redispatchleistung wäre, die durch eine Aufteilung des deutschen Strommarktes in zwei bzw. vier Gebotszonen gespart werden könnten?

Der Bundesregierung liegen Berechnungen zur Veränderung des Redispatch-Bedarfs aus verschiedenen aktuellen Studien vor. Dazu zählt etwa eine Modellierungsstudie von Thema Consulting und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), deren Ergebnisse zusammenfassend unter https://thema.no/wp-content/uploads/THEMA_EWI-Bidding-zone-study-Germ

any-Executive-Summary.pdf veröffentlicht sind, oder die Ergebnisse einer von E.ON durchgeführten Studie, die in ein Positionspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Eingang gefunden hat und in diesem Format unter <https://www.bdew.de/media/documents/G-Preis-zonen.pdf> veröffentlicht ist. Darin wird ausgeführt, dass durch eine Teilung der Preiszone Redispatchmaßnahmen – bei gleichzeitiger Einhaltung der Klima- und Ausbauziele der Bundesregierung – nicht vollständig entfallen, sondern im Jahr 2030 auf zwei Drittel des Volumens von 2022 zurückgehen würden. Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse externer Studien nicht zu eigen.

18. Liegen der Bundesregierung Berechnungen bzw. Schätzungen darüber vor, wie hoch die Redispatchkosten wären, die durch eine Aufteilung des deutschen Strommarktes in zwei bzw. vier Gebotszonen gespart werden könnten?

Die im BDEW-Positionspapier (siehe Frage 17) dargestellte Analyse von E.ON bietet auch eine Abschätzung der durch eine Gebotszonenteilung jährlich eingesparten Redispatchkosten. Demnach würde eine Gebotszonenteilung die Redispatchkosten um jährlich 0,5 bis 0,8 Mrd. Euro senken. Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse externer Studien nicht zu eigen.

19. Hält es die Bundesregierung für möglich, dass sich im Fall einer Aufteilung des deutschen Marktgebiets mit einem nördlichen Teilgebiet aus Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und Teilen von Niedersachsen im Tennet-Netzgebiet bis etwa Sottrum auch die Überlastungssituation auf der Leitung Dörpen – Hanekenfähr deutlich entspannen würde, und wenn ja, warum, bzw. wenn nein, warum nicht?

Grundsätzlich hängt die Wirkung einer Marktgebietsteilung von der Ausgestaltung im Detail ab und muss mit ihren Auswirkungen gesamthaft betrachtet werden. Insofern ist eine isolierte Aussage nicht möglich.

20. Teilt die Bundesregierung die Auffassung der Fragesteller, dass eine Aufteilung des Strommarktes in mehrere Gebotszonen unter sonst gleichen Bedingungen in der Vergangenheit zu Preissenkungen an der Strombörse geführt hätte bzw. künftig führen würde, und zwar häufiger in den derzeitigen Überschussregionen im Norden Deutschlands, und welche Konsequenzen zieht die Bundesregierung daraus?

Der Bundesregierung liegen keine Erkenntnisse zu dieser hypothetischen Frage vor. Grundsätzlich kann auf Basis von grundlegenden energiewirtschaftlichen Zusammenhängen angenommen werden, dass die durchschnittlichen Großhandelspreise in unterschiedlichen neuen kleineren Gebotszonen sich jeweils unterhalb und oberhalb des durchschnittlichen Großhandelspreises einer vorherigen größeren Gebotszone einstellen würden, zumindest solange Netzrestriktionen zwischen den Zonen vorliegen. Diese Annahme wird durch die beiden in der Antwort zu Frage 17 angeführten Studien sowie durch eine weitere Modellierungsstudie „Power market impact of splitting the German bidding zone“ von Aurora Energy Research, die sich auf Preiseffekte fokussiert und deren Ergebnisse in einem öffentlichen Webinar am 28. September 2023 vorgestellt wurden, plausibilisiert. Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse dieser Studien im Auftrag Dritter nicht zu eigen.

21. Teilt die Bundesregierung die Meinung der Fragesteller, dass diese Preissenkungen dazu führen würden, dass größere Teile des Erzeugungspotentials genutzt würden und Abschaltungen seltener würden, und welche Konsequenzen zieht die Bundesregierung daraus?

Die Bundesregierung macht sich Studien im Auftrag Dritter nicht zu eigen.

22. Sieht die Bundesregierung Möglichkeiten durch geänderte Regelungen der Stromsteuer und der Konzessionsabgaben für Strom, die Reaktionen der Stromnachfrage auf derartige Preissignale zu verstärken („nutzen statt abschalten“), und wenn ja, welche?

Die Reaktion der Nachfrage auf knappheitsbedingte Preisveränderungen wird grundsätzlich durch jede Verminderung von staatlich induzierten Preisbestandteilen auf der Endkundenrechnung unterstützt. In diesem Sinne würde auch eine Verminderung von Stromsteuer oder Konzessionsabgabe wirken.

23. Teilt die Bundesregierung die Position der Fragesteller, dass eine Aufteilung des Strommarktes in mehrere Gebotszonen unter sonst gleichen Bedingungen nur geringe Auswirkungen auf die Strompreisbildung in den Nicht-Überschussregionen hätte, weil diese in erster Linie den Brennstoffkosten nebst CO₂-Preisen sowie Kraftwerkswirkungsgraden folgen und dass diese Faktoren auch jetzt schon die Preise in diesen Regionen bestimmen, und welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung daraus?

Die Entwicklung der Strompreise in einzelnen Marktgebieten folgt dem gesamteuropäischen stündlichen Zusammenspiel aus Angebot und Nachfrage. Die Marktkopplung zwischen Gebotszonen erlaubt, dass Strom im europäischen Verbund immer dort erzeugt wird, wo dies am günstigsten möglich ist. Im Strommarkt setzt die teuerste noch gebrauchte Erzeugungstechnologie den Preis. Dieser hängt damit nicht nur von Brennstoff- und CO₂-Kosten und Wirkungsgraden im jeweiligen Marktgebiets ab, in dem der Verbrauch stattfindet, sondern auch von Handelsmöglichkeiten und damit situativ von Kostenstrukturen der Erzeugung in angrenzenden deutschen Marktgebieten oder im europäischen Ausland. Der Vermutung nur geringer Preiseffekte auf Nicht-Überschussregionen widersprechen auch die Ergebnisse der oben angeführten Studien von Thema Consulting/EWI, E.ON und Aurora Energy Research.

24. Teilt die Bundesregierung die Meinung der Fragesteller, dass bei einer Teilung des Strommarktes daher die Preissenkungen in den Überschussregionen, gewichtet mit dem Stromverbrauch, größer wären als Preisanstiege in den übrigen Regionen, und welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung daraus?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 20 und 23 verwiesen.

25. Welche Auffassung vertritt die Bundesregierung, wie sich bei Aufteilung des deutschen Strommarktes in mehrere Gebotszonen
 - a) die mittleren Strompreise entwickeln würden,

Die Bundesregierung erstellt keine hypothetischen Prognosen zur künftigen Strompreisentwicklung.

- b) die Strompreise in den Zeiten mit Stromüberschüssen im Norden Deutschlands (bei einer Zweiteilung des Strommarktes) bzw. im Nordosten und Nordwesten Deutschlands (bei einer Vierteilung des Strommarktes) entwickeln würden,

Es wird auf die Antwort zu Frage 25a verwiesen.

- c) die Netzentgelte in den unter Buchstabe b genannten Regionen jeweils entwickeln würden,
- d) die Netzentgelte in den nicht unter Buchstabe b genannten Regionen jeweils entwickeln würden,

Die Bundesregierung erstellt keine hypothetischen Prognosen zur Entwicklung der Netzentgelte.

- e) die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken, die zuvor für Redispatchmaßnahmen zum Einsatz kommen, verändern würde?

Die Wirtschaftlichkeit von Speichern ergibt sich nicht aus dem durchschnittlichen Strompreisniveau, sondern aus der Amplitude von Preisschwankungen, die genutzt werden kann, um Strom günstig einzuspeichern und gewinnbringend auszuspeichern.

26. In welchem Zeitraum ist die Stabilisierung der Netzentgelte durch Übernahme der Redispatchkosten seitens der Bundesregierung auch zukünftig geplant?

Die Bundesregierung hat sich darauf verständigt, den Anstieg der Netzentgelte im kommenden Jahr zu dämpfen. Konkret hat sich die Bundesregierung verständigt, dass es im Jahr 2024 einen Zuschuss zur anteiligen Finanzierung der Übertragungsnetzkosten in Höhe von 5,5 Mrd. Euro geben soll.

27. Rechnet die Bundesregierung mit Steigerungen der Übertragungsnetzentgelte nach Auslaufen der Übernahme der Redispatchkosten im Rahmen der Entlastungsmaßnahmen (Preisbremsen), und wenn ja, mit welchen (bitte getrennt für Privatkunden [Standardkunden] und Kunden mit Sonderverträgen [individuelles Netzentgelt] bewerten)?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für das Jahr 2024 Netzkosten prognostiziert, die oberhalb des Betrags liegen, auf den der Refinanzierungsbedarf über die Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2023 mittels eines Bundeszuschusses stabilisiert wurde. Entsprechend ist ein Anstieg der Übertragungsnetzentgelte zu erwarten, wenn die anteilige Finanzierung der Übertragungsnetzkosten durch den Bund ausläuft. Welche Veränderung der Netzentgelte dies für den einzelnen Netznutzer bedeutet, hängt wesentlich von seinem Netznutzungsprofil ab. Eine pauschale Antwort für die in der Frage genannten abstrakten Kundengruppen ist daher nicht möglich.

28. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Aussicht auf niedrigere Strompreise bei einer Teilung des Strommarktes die Motivation zur Ausweisung von Eignungsgebieten für Solar- und Windparks vergrößern würde?

Die Bundesregierung weist darauf hin, dass die Ausweisung von Windenergiegebieten seit Februar 2023 maßgeblich durch das Windenergieflächenbedarfs-

gesetz gesetzlich gesteuert wird. Die Bundesregierung geht davon aus, dass diese gesetzlichen Regelungen einen erheblichen Anreiz schaffen, die Flächenziele zu den gesetzlich vorgeschriebenen Stichtagen zu erreichen.

Neben den gesetzlichen Vorgaben gibt es vielfältige Einflussfaktoren auf die Ausweisung von Flächen für Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die Aussicht auf günstigere Strompreise durch einen erhöhten Ausbau der erneuerbaren Energien kann – unabhängig von der Teilung des Strommarktes – grundsätzlich auch mit Anreizen zum Ausbau der erneuerbaren Energien, u. a. durch Ausweisung geeigneter Flächen, einhergehen.

29. Hat die Bundesregierung bereits Überlegungen bzw. Vorkehrungen für den Fall einer Aufteilung des Marktes in mehrere Gebotszonen getroffen, weil dann bis dato bestehende Terminkontrakte auf die künftigen Teilgebiete aufgeteilt werden müssten, und wenn ja, welche?

Nein.

30. Wie schnell ließe sich nach Kenntnis der Bundesregierung ein getrennter Handel in einem geteilten Strommarkt nach einem entsprechenden Beschluss etablieren?

Hierzu liegen der Bundesregierung keine Erkenntnisse vor.

31. Stellt die Bundesregierung Überlegungen an für eine beschleunigte Einführung getrennter Strom-Teilmärkte, ggf. übergangsweise mit einem vereinfachten Preismodell, z. B. mit festen Stufen für Preisabstände zwischen nord- und süddeutschen Teilmärkten, und wenn ja, welche?

Nein.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.